

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico:
gennaio 2009
pagine 2, 3 e 4

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee: gennaio 2009
pagine 5 e 6

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei
combustibili: gennaio 2009
pagine 7 e 8

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica: gennaio 2009
pagina 9

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi: gennaio 2009
pagina 10

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: gennaio 2009
pagina 11

ANALISI

Aspettando il mercato del
bilanciamento gas
di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi
pagine 12, 13

APPROFONDIMENTI

I meccanismi di flessibilità della
proposta di Direttiva sulle rinnovabili
di Francesco Lo Passo, NERA
pagina 14 e 15

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 16, 17 e 18

APPUNTAMENTI

pagine 19, 20 e 21

GLOSSARIO

pagina 22 e 23

I MECCANISMI DI FLESSIBILITÀ DELLA PROPOSTA DI DIRETTIVA SULLE RINNOVABILI

di Francesco Lo Passo, NERA

L'incremento nell'uso delle fonti rinnovabili è uno dei tre pilastri (gli altri due sono la riduzione delle emissioni e l'incremento dell'efficienza energetica) su cui si fonda il pacchetto clima-energia approvato lo scorso mese di dicembre

al raggiungimento dell'obiettivo generale. Per l'Italia tale quota è pari al 17%. Al fine di consentire ai paesi europei di ridurre i costi per il raggiungimento del proprio obiettivo, la Commissione prevede l'uso di meccanismi di flessibilità che consentono ai paesi europei di considerare, ai fini del raggiungimento del proprio

Tabella 1: Obiettivi nazionali generali

Paese	Quota 2005	Obiettivo 2020	Paese	Quota 2005	Obiettivo 2020
Belgio	2.2%	13%	Lussemburgo	0.9%	11%
Bulgaria	9.4%	16%	Ungheria	4.3%	13%
Repubblica Ceca	6.1%	13%	Malta	0.0%	10%
Danimarca	17.0%	30%	Paesi Bassi	2.4%	14%
Germania	5.8%	18%	Austria	23.3%	34%
Estonia	18.0%	25%	Polonia	7.2%	15%
Irlanda	3.1%	16%	Portogallo	20.5%	31%
Grecia	6.9%	18%	Romania	17.8%	24%
Spagna	8.7%	20%	Slovenia	16.0%	25%
Francia	10.3%	23%	Repubblica Slovacca	6.7%	14%
Italia	5.2%	17%	Finlandia	28.5%	38%
Cipro	2.9%	13%	Svezia	39.8%	49%
Lettonia	32.6%	40%	Regno Unito	1.3%	15%
Lituania	15.0%	23%			

dal Parlamento Europeo. Obiettivo del pacchetto clima-energia è contribuire alla lotta contro i cambiamenti climatici e ridurre la dipendenza energetica dell'Europa da altri paesi.

Nell'ambito del pacchetto clima-energia, il Parlamento Europeo ha approvato la proposta di Direttiva sulla promozione dell'uso delle fonti rinnovabili, che fissa un obiettivo generale obbligatorio per l'Europa di incrementare al 20% della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo energetico totale e di portare al 10% la quota di energie rinnovabili nei trasporti. Entrambi gli obiettivi devono essere raggiunti al 2020.

L'obiettivo generale è poi ripartito fra i diversi Stati Membri, che contribuiscono in tal modo

obiettivo, l'energia prodotta da fonti rinnovabili in altri paesi della Comunità. Tali meccanismi sono il così detto "trasferimento statistico", la realizzazione di progetti congiuntamente con altri paesi (sia con Stati membri che con paesi terzi) e l'adozione di schemi comuni di sostegno alla produzione da fonte rinnovabili.

I meccanismi di flessibilità previsti dalla Direttiva

Il "trasferimento statistico" di elettricità da un paese europeo ad un altro prevede che un paese europeo con un surplus di energia da fonti rinnovabili rispetto a quanto richiesto per il soddisfacimento del proprio obiettivo (la Commissione impone il vincolo che il trasferimento non pregiudichi

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GENNAIO 2009

A cura del GME

La decisa flessione su base annua degli acquisti di energia elettrica (-7,9%) e quella ancor maggiore delle vendite delle unità di produzione nazionale (-10,7%), determinata anche dall'aumento dell'energia importata dall'estero (+8,9%), hanno spinto al ribasso il prezzo di acquisto dell'energia PUN (-3,2%). Il prezzo di vendita della zona Sud è risultato per la prima volta il più basso, mentre quello della Sicilia ha ripreso a crescere spingendo oltre i 30 €/MWh il differenziale con le zone continentali.

In lieve calo la liquidità del mercato.

Il prezzo medio di acquisto (PUN), pari a gennaio a 83,45 €/MWh, ha segnato una diminuzione sia su dicembre (-1,42 €/MWh; -1,7%) che su gennaio 2008 (-2,79 €/MWh; -3,2%) (Grafico 1). L'analisi per gruppi di ore rivela che il calo su base annua si è determinato nelle ore di picco in cui il PUN è sceso di 15,89 €/MWh (-13,4%) attestandosi a 102,23 €/MWh. Il PUN continua invece ad aumentare nelle ore di bassa domanda: con un rialzo di 6,29 €/MWh (+10,0%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e di 3,59 €/MWh (+4,7%) nei

giorni festivi (Tabella 1).

I prezzi di vendita sono diminuiti rispetto a dicembre nelle zone continentali; in evidenza la zona Sud (-6,9%) che ha anche registrato per la prima volta il prezzo più basso pari a 79,52 €/MWh. In controtendenza le due zone insulari; in particolare il prezzo di vendita in Sicilia è aumentato del 6,3%, portandosi a 112,57 €/MWh ed incrementando ulteriormente il divario con le altre zone. Rispetto a gennaio 2008 i prezzi di vendita si sono ridotti in tutte le zone (ancora in evidenza il Sud con -10,1%) ad eccezione della Sicilia (+9,5%) (Grafico 2).

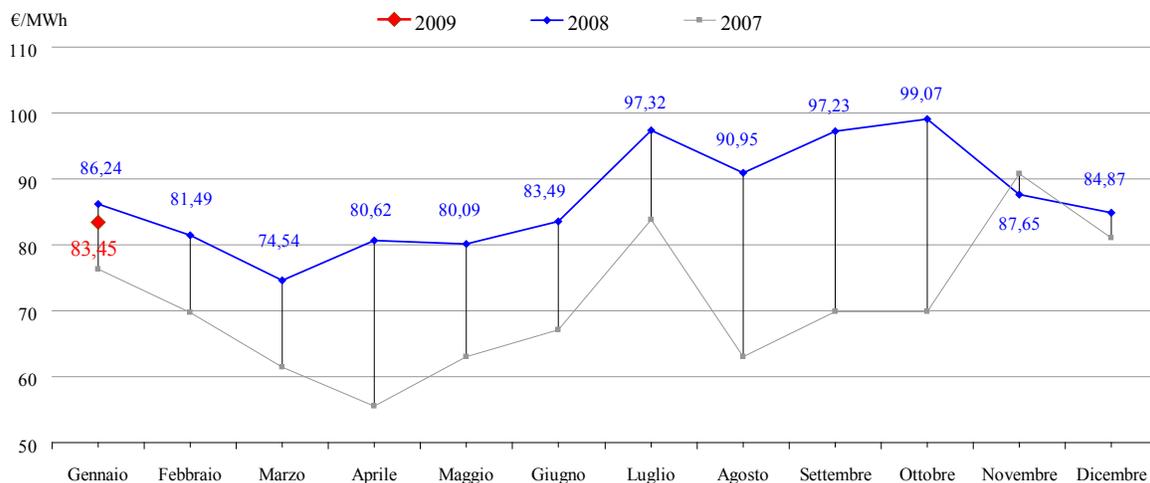
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2009	2008	Var vs 2008		Borsa		Sistema Italia		2009	2008
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Gennaio	83,45	86,24	-2,79	-3,2%	24.972	-9,0%	36.386	-7,9%	68,6%	69,5%
<i>Giorno lavorativo</i>	85,80	90,60	-4,80	-5,3%	26.785	-8,1%	39.215	-6,9%	68,3%	69,2%
<i>ore di picco</i>	102,23	118,12	-15,89	-13,4%	30.746	-8,4%	44.977	-6,7%	68,4%	69,6%
<i>ore fuori picco</i>	69,37	63,08	6,29	10,0%	22.824	-7,7%	33.453	-7,2%	68,2%	68,6%
<i>Giorno festivo</i>	79,16	75,57	3,59	4,7%	21.675	-7,1%	31.242	-5,4%	69,4%	70,6%
<i>Minimo orario</i>	23,56	29,00			15.255		23.775		61,5%	63,1%
<i>Massimo orario</i>	168,07	196,09			35.249		50.348		75,1%	75,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

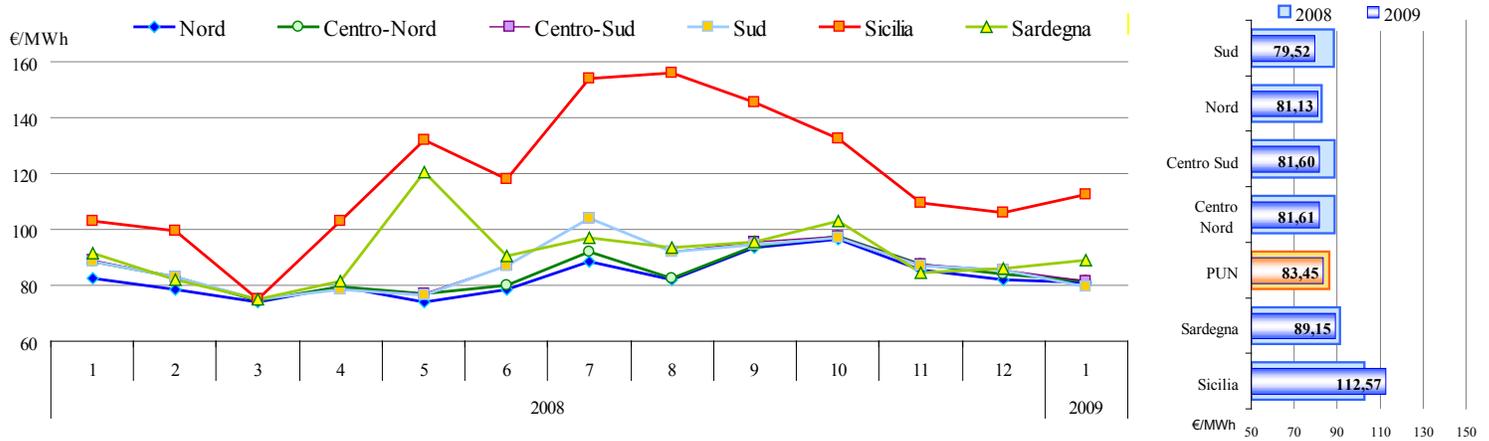


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GENNAIO 2009

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



A gennaio nel Sistema Italia sono stati scambiati 27,1 milioni di MWh, con una riduzione del 7,9% rispetto allo stesso mese del 2008, diretta conseguenza della crisi economica in atto nel

Paese. Nella borsa dell'energia elettrica sono transitati 18,6 milioni di MWh, con un calo tendenziale del 9,0%; l'energia scambiata attraverso la PCE (contratti bilaterali), pari a 8,5

milioni di MWh, si è invece ridotta del 5,2% (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato ha perso su base annua 0,9 punti percentuali, attestandosi al 68,6% (Grafico 3). Gli acquisti

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.578.943	-9,0%	68,6%
Operatori	12.098.213	-3,2%	44,7%
GSE	3.588.706	-20,1%	13,3%
Zone estere	2.824.500	50,1%	10,4%
Saldo programmi PCE	67.525	-94,1%	0,2%
PCE (incluso MTE)	8.492.205	-5,2%	31,4%
Zone estere	1.736.660	-24,7%	6,4%
Zone nazionali	6.823.070	-12,6%	25,2%
Saldo programmi PCE	-67.525		-0,2%
VOLUMI VENDUTI	27.071.149	-7,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.860.125	12,8%	
OFFERTA TOTALE	42.931.273	-1,2%	

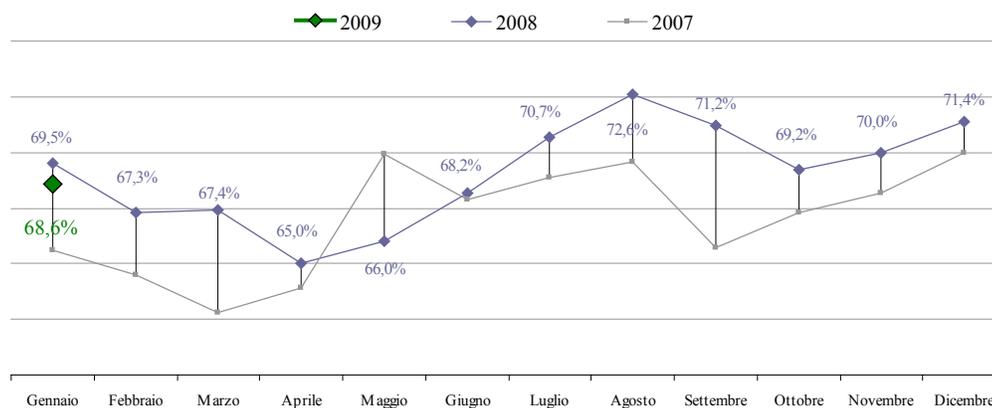
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.578.943	-9,0%	68,6%
Acquirente Unico	6.545.569	-18,5%	24,2%
Altri operatori	11.026.746	-0,7%	40,7%
Pompaggi	279.710	-37,9%	1,0%
Zone estere	424.571	-13,2%	1,6%
Saldo programmi PCE	302.346	-	1,1%
PCE (incluso MTE)	8.492.205	-5,2%	31,4%
Zone estere	30.978	-16,7%	0,1%
Zone nazionali AU	2.259.632	61,5%	8,3%
Zone nazionali altri operatori	6.503.942	-13,5%	24,0%
Saldo programmi PCE	-302.346		
VOLUMI ACQUISTATI	27.071.149	-7,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.006.200	182,3%	
DOMANDA TOTALE	29.077.349	-3,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GENNAIO 2009

[CONTINUA]

nazionali di energia elettrica, pari a 26,6 milioni di MWh, hanno registrato una decisa flessione (-7,8%) che ha interessato tutte le aree del Paese, ma in maggior misura la macrozona Nord (-8,4%), dove è più rilevante la concentrazione di consumi industriali. In flessione anche gli acquisti sulle zone estere (-13,5%), pari a soli 0,5 milioni di MWh (Tabella 4).

Anche le vendite delle unità di produzione nazionali, pari a 22,5 milioni, hanno subito una netta riduzione (-10,7%), superiore a quella registrata dagli acquisti nazionali in conseguenza delle maggiori importazioni (vendite sulle zone estere) salite a 4,6 milioni di MWh (+8,9%). Le unità di produzione della Sardegna sono state le sole a non ridurre le vendite (+4,2%) (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela il netto calo su base annua delle vendite degli impianti termoelettrici (-15,9%), che ha interessato in maggior misura quelli tradizionali (-19,8%) ma anche i più efficienti impianti a ciclo combinato (-13,8%). In forte aumento invece le vendite degli impianti idroelettrici (+46,0%) e di quelli eolici (+34,8%) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

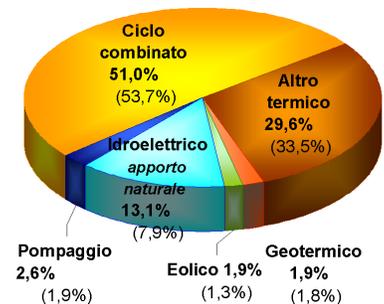
MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	19.388.137	26.059	-4,9%	11.514.587	15.477	-11,6%	14.537.816	19.540	-8,4%
MzSud	14.835.907	19.941	+3,4%	8.311.749	11.172	-11,4%	9.307.454	12.510	-7,9%
MzSicilia	2.254.950	3.031	-18,4%	1.672.270	2.248	-8,1%	1.731.026	2.327	-4,3%
MzSardegna	1.471.990	1.978	+2,2%	1.011.383	1.359	+4,2%	1.039.304	1.397	-2,4%
Totale nazionale	37.950.983	51.009	-2,5%	22.509.989	30.255	-10,7%	26.615.600	35.774	-7,8%
MzEstero	4.980.290	6.694	+10,5%	4.561.159	6.131	+8,9%	455.549	612	-13,5%
Sistema Italia	42.931.273	57.703	-1,2%	27.071.149	36.386	-7,9%	27.071.149	36.386	-7,9%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	12.236	-17,2%	9.505	-17,1%	2.023	-10,4%	1.173	+1,6%	24.936	-15,9%
Ciclo combinato	8.235	-13,2%	5.378	-10,5%	1.377	-24,6%	430	-24,6%	15.419	-13,8%
Geotermico	-	-	573	-6,3%	-	-	-	-	573	-6,3%
Altro termico	4.001	-24,3%	3.554	-26,7%	646	+49,8%	743	+27,1%	8.944	-19,8%
Idroelettrico	3.241	+28,3%	1.294	+114,0%	91	+38,4%	122	+123,1%	4.749	+46,0%
Apporto naturale	2.739	+29,5%	1.119	+136,4%	15	+111,2%	78	+181,3%	3.951	+50,7%
Pompaggio	502	+21,7%	175	+33,3%	77	+29,8%	44	+63,7%	798	+26,7%
Eolico	-	-	372	+36,7%	134	+67,8%	64	-9,2%	570	+34,8%
Totale Impianti	15.477	-10,5%	11.172	-9,5%	2.248	-6,4%	1.359	+6,2%	30.255	-9,2%
Off Integrative	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-100,0%
Totale Vendite	15.477	-11,6%	11.172	-11,4%	2.248	-8,1%	1.359	+4,2%	30.255	-10,7%

Struttura delle vendite Sistema Italia



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a gennaio, sono state 13,6 milioni di MWh, con un aumento dell'1,4% rispetto allo stesso mese del 2008; da rilevare la crescita dei contratti non standard (+8,2%),

mentre tra quelli standard sono aumentati solo quelli con profilo baseload (+15,1%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 10,9 milioni di MWh (-0,2%). Alla complessiva tenuta delle transazioni commerciali e

della posizione netta si contrappone il forte calo dei programmi registrati nei conti in immissione pari a 8,6 milioni di MWh (-15,3%); più contenuta la riduzione dei programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 8,8 milioni di MWh (-1,8%) (Tabella 6).

Tabella 6: PCE, transazioni registrate e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
PCE (netto MTE)	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	3.072.276	15,1%	22,6%	Richiesti	8.883.367	-12,5%	100,0%	8.795.256	-1,9%	100,0%
Off Peak	630.540	-49,6%	4,6%	di cui con indicazione di prezzo	572.322	106,0%	6,4%	-	-	-
Peak	804.828	-26,4%	5,9%	Registrati	8.559.730	-15,3%	96,4%	8.794.552	-1,8%	100,0%
Week-end	3.600	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	248.693	-1,0%	2,8%	-	-	-
Totale Standard	4.511.244	-10,0%	33,1%	Rifiutati	323.637	788,2%	3,6%	705	-90,8%	0,0%
Totale Non standard	9.109.063	8,2%	66,9%	di cui con indicazione di prezzo	323.629	1120,7%	3,6%	-	-	-
Totale	-	-	-	Saldo programmi	67.525	-94,1%	-	302.346	-	-
Totale PCE	13.620.307	1,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	10.852.482	-0,2%	79,7%							

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/GENNAIO 2009

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Nel primo mese dell'anno le quotazioni registrate sulle principali borse europee inviano segnali contrastanti, riflettendo sia una diversa evoluzione dei consumi nazionali, sia i differenti ritardi temporali coi quali i prezzi dell'elettricità recepiscono le variazioni intercorse sui mercati petroliferi.

In tal senso le borse più reattive sembrerebbero quelle dell'Europa centrale, caratterizzate da incrementi congiunturali (EEX +4,7%, Powernext +2,5%) che invertono la tendenza ribassista manifestata nell'ultima parte del 2008, in risposta ad una domanda interna in crescita. Alla ripresa, seppur modesta, registrata sui due exchange continentali, si contrappongono le riduzioni, diverse per dimensioni, riscontrate su IPEX,

confermatasi in moderato ribasso (-1,7%) e in piena fase di stagnazione dei consumi, Omel, che ha visto il suo prezzo ridursi del 30% negli ultimi 4 mesi (-12,6%), e NordPool (-7,0%). Le differenze tendono ad attenuarsi nel confronto su base annua, rispetto al quale tutte le borse hanno registrato riduzioni moderate (-3,0/-9,7%), con le eccezioni del consistente calo registrato su Omel (-29,1%) e, per contro, dell'unico debole incremento registrato su EEX (+2,0%).

Nel ranking delle borse la variazione di rilievo è rappresentata dal crollo di Omel (49,93 €/MWh) e dalla conseguente risalita di Powernext (63,21 €/MWh) e EEX (57,12 €/MWh), ferme restando la prima posizione di IpeX (83,45 €/MWh) e l'ultima di Nord Pool, la più conveniente con i suoi 41,41 €/MWh. In conseguenza di quanto osservato,

il divario tra Pun e Prezzo Medio Europeo (PME)¹ si riduce (24,8 €/MWh), sia in termini congiunturali (-3,5 p.p.) che tendenziali (-3,3 p.p.), segnalando livelli molto bassi soprattutto in corrispondenza della seconda settimana del mese.

Il mese di gennaio porta con sé una significativa diminuzione dei volumi scambiati su Omel (-13,1% su base annua), EEX (-8,6%) e IpeX (-9,0%), che registra non solo il secondo calo tendenziale assoluto della sua storia, ma anche il primo calo congiunturale in gennaio, mese tradizionalmente di alti scambi; per contro, scambi in aumento si registrano su Powernext (+12,2%) e NordPool (+3,0%). In funzione di questa ulteriore crescita la borsa scandinava raggiunge il massimo storico di 30,6 TWh, confermandosi quella su cui transitano più volumi, seguita a distanza

crescente da IpeX, Omel (18,6 TWh per entrambe) e dagli altri exchange continentali (4,9/12,4 TWh).

¹ Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

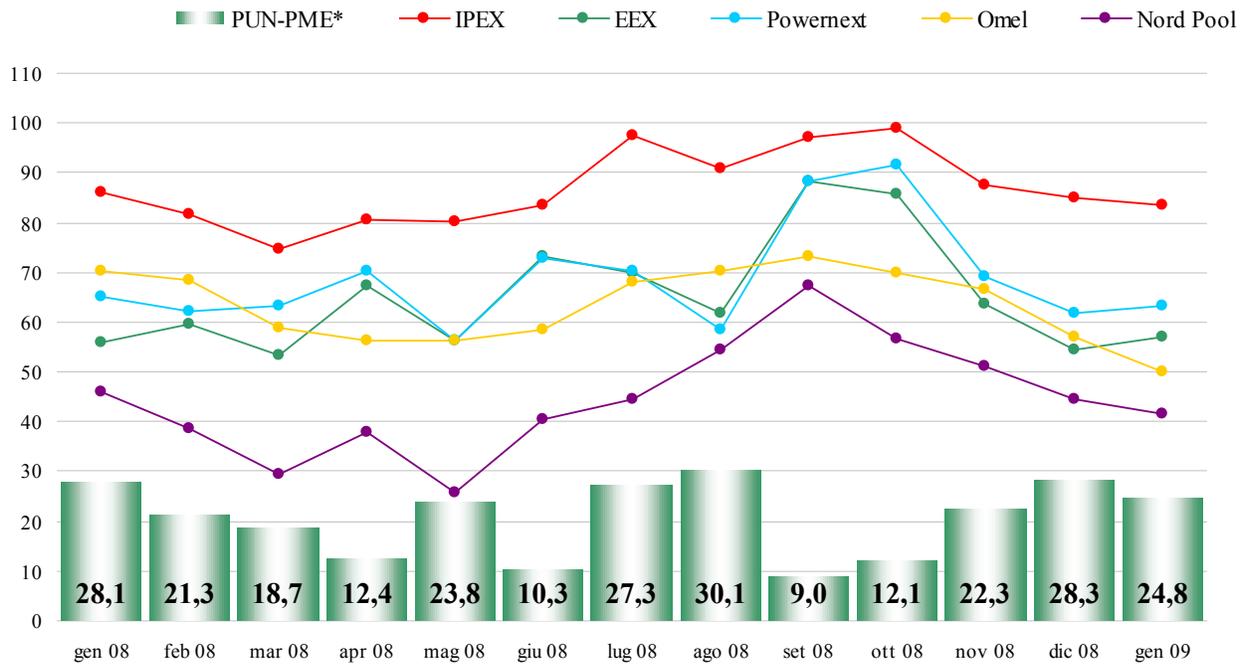
		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	83,45	-1,7%	-3,2%	18,6	-9,0%
	Peak	102,23	-3,4%	-13,5%		
	Off peak	69,37	10,6%	10,0%		
	Festivo	79,16	-7,9%	4,8%		
EEX	Base	57,12	4,7%	2,0%	12,4	-8,6%
	Peak	78,89	2,4%	3,1%		
	Off peak	49,59	10,7%	2,6%		
	Festivo	44,18	2,8%	9,5%		
Powernext	Base	63,21	2,5%	-3,0%	4,9	12,2%
	Peak	81,58	-1,4%	-4,5%		
	Off peak	53,67	3,3%	-3,3%		
	Festivo	55,18	7,5%	5,5%		
OMEL	Base	49,93	-12,6%	-29,1%	18,6	-13,1%
	Peak	56,01	-12,7%	-30,5%		
	Off peak	45,85	-12,6%	-27,0%		
	Festivo	48,10	-12,4%	-28,5%		
NordPool	Base	41,41	-7,0%	-9,7%	30,6	3,0%
	Peak	44,77	-10,5%	-7,9%		
	Off peak	39,73	-6,9%	-10,0%		
	Festivo	39,88	-3,2%	-10,4%		
PME ¹	Base	58,64	3,7%	0,9%	-	-
	Peak	79,56	1,3%	1,4%		
	Off peak	50,65	8,0%	1,2%		
	Festivo	46,88	3,4%	8,7%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/GENNAIO 2009

[CONTINUA]

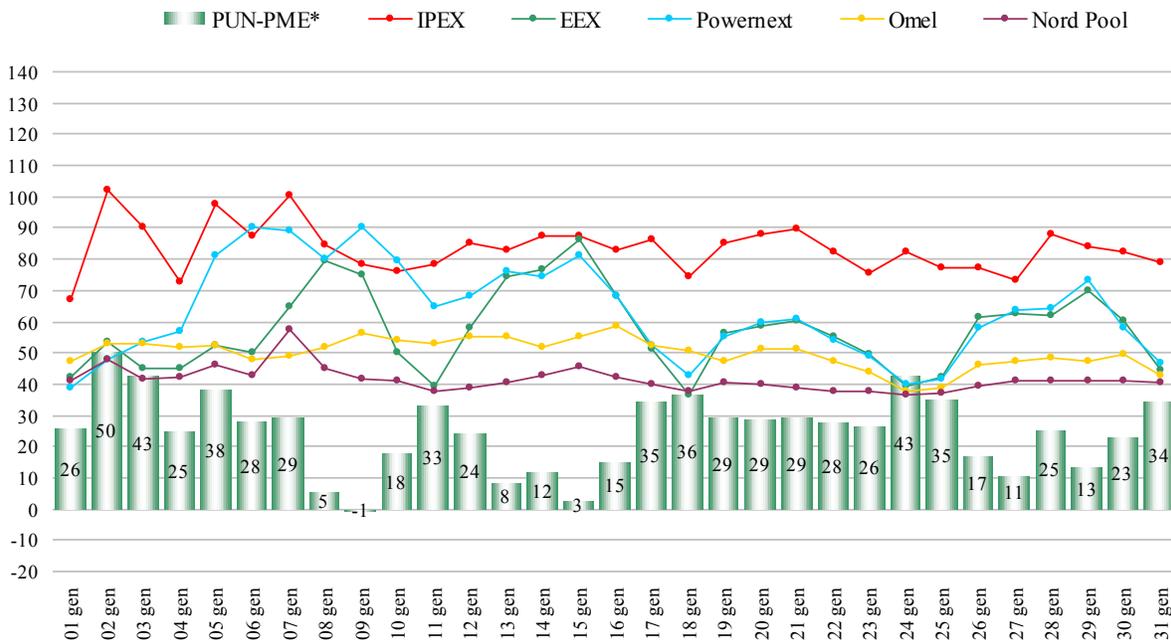
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Borse europee, andamento dei prezzi giornalieri. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



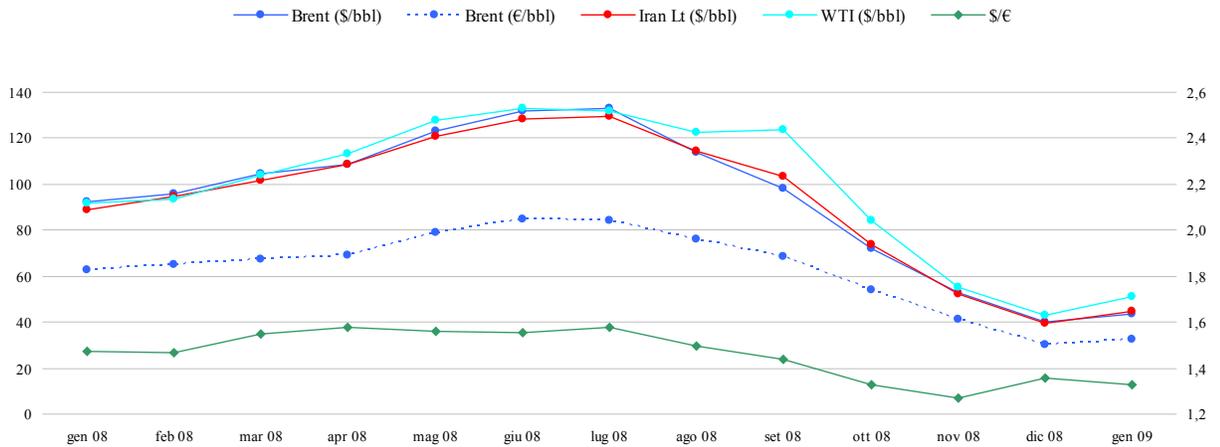
* cfr nota 1 pagina precedente

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/GENNAIO 2009

A cura del GME

Nel mese di gennaio il piccolo rimbalzo che ha investito le quotazioni del petrolio sui mercati internazionali interrompe il vistoso ridimensionamento subito dal prezzo del greggio nell'ultimo quadrimestre del 2008. In Europa il Brent torna a 43 \$/bbl, con un incremento congiunturale prossimo all'8%, che non altera significativamente lo scarto tendenziale di prezzo (-53% rispetto ad un anno fa). Dinamiche analoghe si riscontrano sui mercati extra-europei, dove tuttavia le quotazioni evidenziano rincari lievemente maggiori. In particolare si rileva una crescita non trascurabile del WTI che arriva a superare i 51 \$/bbl (+19% su dicembre, -44,1% tendenziale), mentre più moderata appare la risalita del greggio mediorientale, a ridosso dei 45 \$/bbl (+14% rispetto al mese scorso, -50% su gennaio 2008). La flessione del tasso di cambio a 1,33 \$/€, minima in termini congiunturali (-2%), più marcata rispetto a 12 mesi fa (-10%), non altera sostanzialmente l'andamento del Brent in €/

Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



MWh, segnalato in aumento congiunturale del 10%, ma su livelli dimezzati rispetto al gennaio precedente. Anche sui mercati dei combustibili, i prezzi mostrano deboli segnali di ripresa, recependo i movimenti al rialzo del greggio: le quotazioni dei prodotti petroliferi, convergenti sui 15-17 €/MWh nel caso dell'olio combustibile, e sui 27-29 €/MWh in quello del gasolio, evidenziano piccoli incrementi sul mese scorso (sempre inferiori al 9,4%) che producono solo un rallentamento delle rispettive riduzioni tendenziali, non

intaccandone significativamente la portata (tra -37% e -48%); in maniera analoga il prezzo del gas registra incrementi congiunturali uniformi sulle varie piazze (8-9%), tali da riportare le quotazioni nord-europee sui livelli di novembre e da confermare il trend positivo rilevato al punto di scambio virtuale italiano, l'unico in forte aumento tendenziale (+24,3%). In parziale controtendenza il carbone, allineato sui diversi mercati e sostanzialmente stabile sui valori di dicembre, se non addirittura in lieve calo (-1,6% in Europa).

Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

	Prodotto	Quotazioni Ufficiali (UM) *				Quotazioni espresse in €/MWh #		
		UM	Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend
Tassi di cambio Exchange Rates	\$/€	-	1,33	-1,9%	-9,8%	-	-	-
	£/€	-	0,92	0,6%	22,7%	-	-	-
Greggio Crude Oil	Dated Brent	\$/bbl	43,43	7,8%	-53,1%	23,90	9,9%	-48,0%
	Iran Lt Crk NB	\$/bbl	44,78	13,9%	-49,7%	24,65	16,1%	-44,3%
	WTI Crk NB	\$/bbl	51,32	19,0%	-44,1%	28,25	21,4%	-38,0%
Olio Combustibile	Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	232,12	7,3%	-53,1%	15,34	9,4%	-48,1%
	Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	248,40	4,3%	-48,9%	16,41	6,4%	-43,3%
	Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	256,60	3,7%	-48,4%	16,96	5,8%	-42,9%
Gasolio Gas Oil	Gasoil FOB ARA Brge	\$/MT	453,06	2,5%	-42,9%	28,76	4,5%	-36,8%
	Gasoil CIF Med Cargo	\$/MT	440,00	4,0%	-46,0%	27,93	6,1%	-40,2%
	Gasoil FOB Med Cargo	\$/MT	422,22	5,2%	-47,0%	26,80	7,3%	-41,3%
Carbone Coal	Coal CIM CIF ARA	\$/MT	78,28	-3,5%	-40,0%	8,45	-1,6%	-33,5%
	Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	75,82	-0,8%	-24,5%	8,18	1,1%	-16,4%
	Coal Qinhdao Stm	\$/MT	86,80	0,6%	-15,7%	9,37	2,6%	-6,6%
Metano Gas	Gas PSV DA	€/MWh	34,62	8,7%	24,3%	34,62	8,7%	24,3%
	Gas Zeebrugge	€/MWh	23,17	7,9%	-5,2%	23,17	7,9%	-5,2%
	Gas Dutch TTF	€/MWh	23,74	8,9%	-2,3%	23,74	8,9%	-2,3%

* I valori riportati si riferiscono alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere

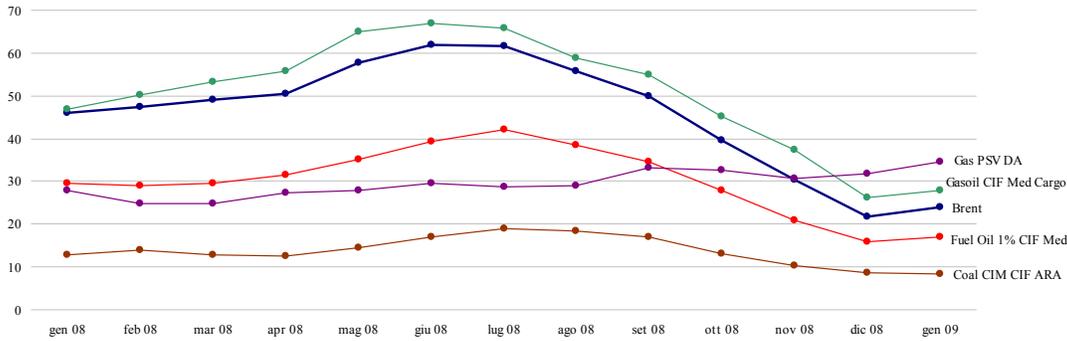
Le quotazioni ufficiali sono convertite in €/MWh utilizzando il tasso di cambio \$/€ e i PCI dei relativi combustibili

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/GENNAIO 2009

[CONTINUA]

Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

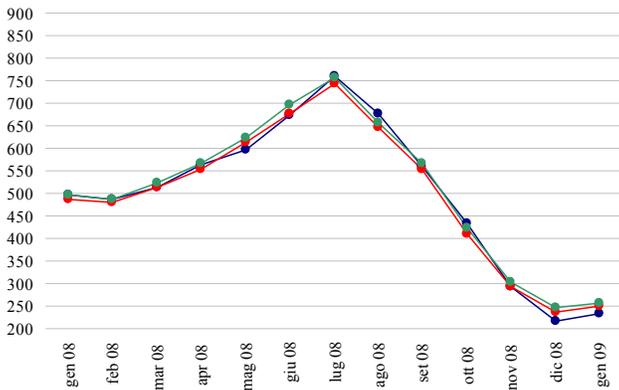


Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

Gasolio, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

● Fuel Oil 1% Rot Brge ● Fuel Oil 1% CIF NWEur ● Fuel Oil 1% CIF Med

● Gasoil FOB ARA Brge ● Gasoil CIF Med Cargo ● Gasoil FOB Med Cargo

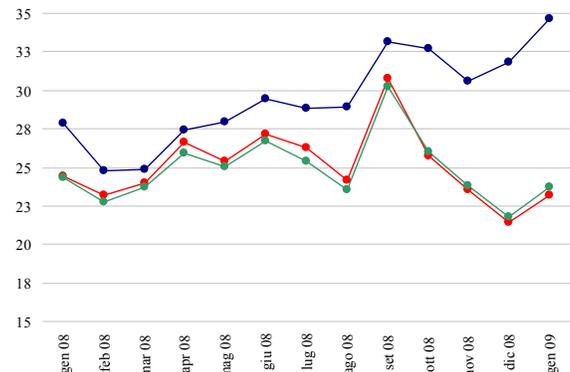
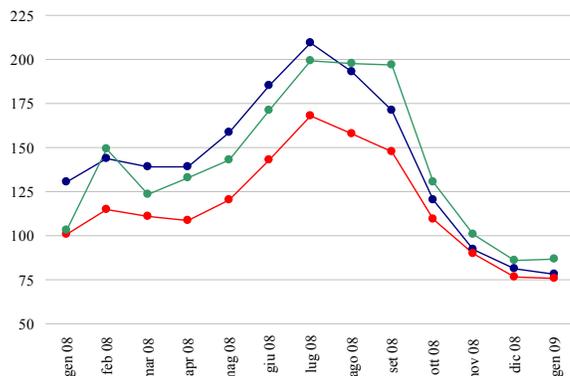


Carbone, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

Gas metano, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

● Coal CIM CIF ARA ● Coal CIM FOB RichBay ● Coal Qinhdao Sm

● Gas PSV DA ● Gas Zeebrugge ● Gas Dutch TTF



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

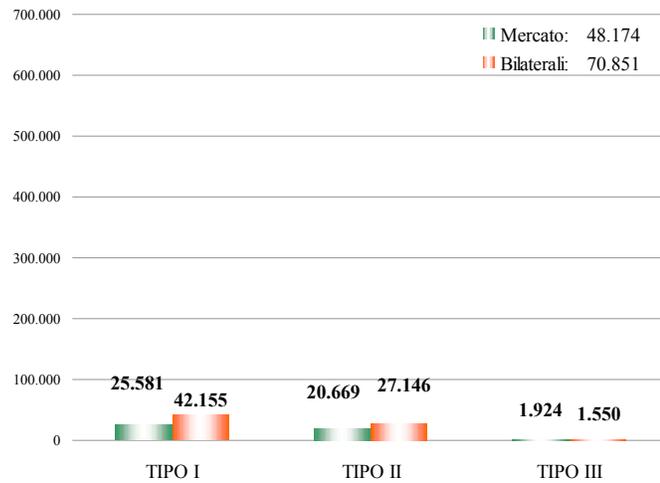
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ GENNAIO 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 48.174 TEE nel mese di gennaio, pari a oltre il triplo dei TEE scambiati a dicembre (14.126). Dei 48.174 TEE scambiati, 25.581 sono stati di Tipo I, in netto aumento rispetto agli 8.993 scambiati nel mese di dicembre, 20.669 di Tipo II, pari a più di quattro volte gli scambi del mese precedente (4.810). Nel mese di gennaio sono stati scambiati 1.924 titoli di Tipo III, mostrando un notevole incremento rispetto ai 323 titoli di Tipo III scambiati nel mese di dicembre. Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I scambiati è stato di €80,22 IVA esclusa, in calo di €8,00 rispetto al prezzo medio ponderato di dicembre (€88,21), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €79,03 IVA esclusa, in netto calo rispetto al prezzo medio ponderato del mese precedente (€89,36). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III nel mese di gennaio è stato di €80,43 IVA esclusa, in linea con il prezzo di dicembre (€80,77). Le prime sessioni dell'anno hanno registrato una discreta liquidità attribuibile, in particolare, alle emissioni di TEE relative al IV trimestre 2008. Ciò ha generato un'intensa attività lato vendita, con una naturale flessione dei prezzi, che hanno trovato un livello di supporto attorno a €80,00.

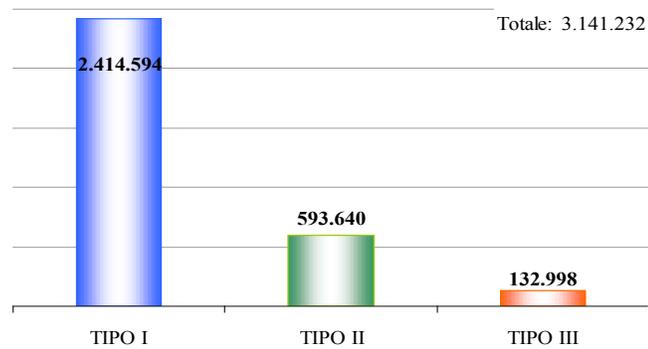
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2009 al 31 gennaio 2009

Fonte: GME



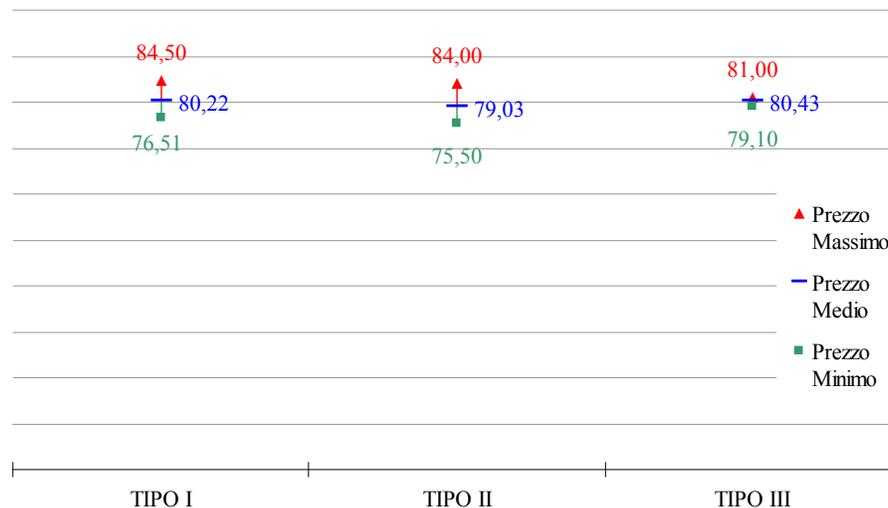
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia (sessioni 2009). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/GENNAIO 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 158.302 CV¹, con volumi in leggera diminuzione rispetto ai 162.478 scambiati nel mese di dicembre. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 75.882, in calo rispetto agli 89.856 scambiati nel mese di dicembre, mentre i CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 67.649, in lieve calo di rispetto ai 70.421 scambiati nel mese precedente. Nel mese di gennaio sono stati scambiati anche 171 CV con anno di riferimento 2006, la cui scadenza è fissata a marzo 2009, 1.000 CV_TRL_2006 e 1.000 CV_TRL 2007 relativi alle produzioni, per il 2006 e 2007, da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

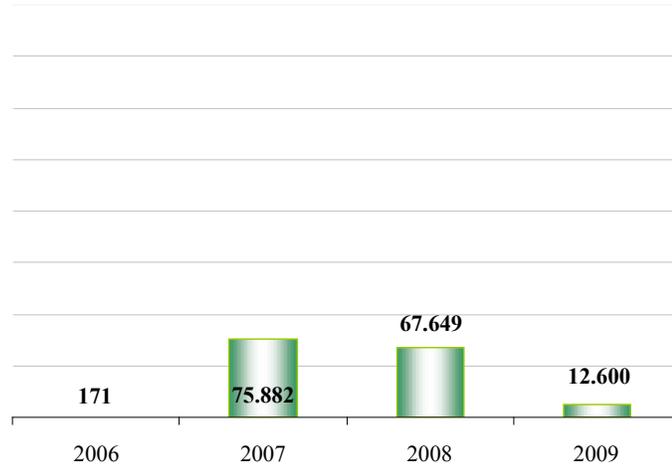
Il prezzo medio ponderato, IVA esclusa, dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €89,07, in rialzo dell'8,5% rispetto al mese precedente (€81,48). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato di €90,31, in notevole rialzo rispetto al prezzo registrato a dicembre (€80,59). I CV con anno di riferimento 2006 hanno registrato un prezzo medio ponderato di €85,37, in aumento rispetto al mese precedente (€80,02).

Il primo mese dell'anno ha registrato un aumento generale dei prezzi dei CV, dovuto sia all'avvicinarsi della data di scadenza sia all'entrata in vigore del D.M. del 18 dicembre 2008 del Ministero dello Sviluppo Economico che ha fatto chiarezza circa il prezzo al quale il GSE ritirerà, su richiesta dell'operatore, i CV 2006, 2007 e 2008 (prezzo medio di mercato per il triennio 2006-2008).

¹Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

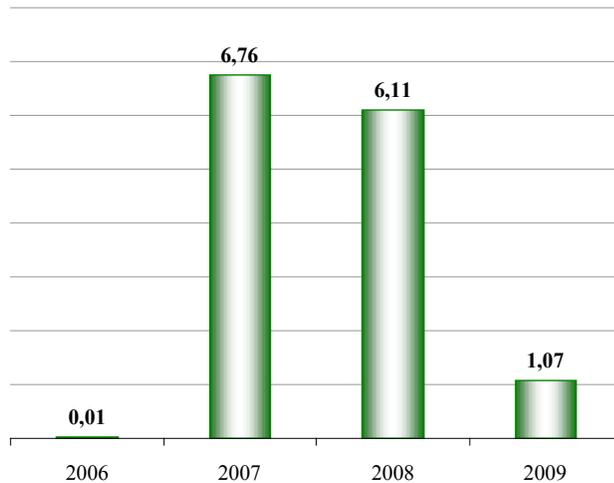
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2009 al 31 gennaio 2009)

Fonte: GME



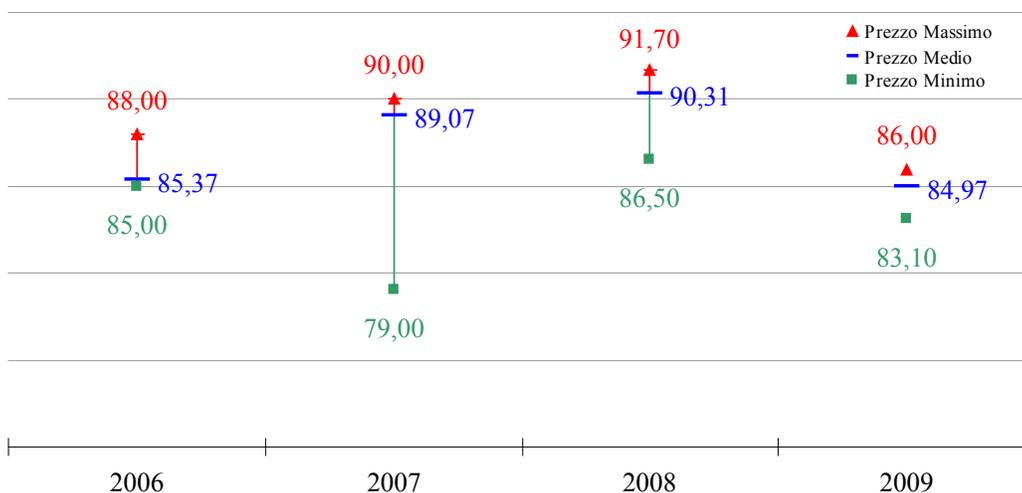
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni 2009). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni 2009). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/GENNAIO 2009

A cura del GME

Nonostante il 2008 abbia segnato una forte crescita del mercato CO₂ rispetto all'anno precedente, (3,1 miliardi di EUAs e CERS scambiati complessivamente tra mercato spot e forward per un valore di mercato di quasi 100 miliardi di \$), il prezzo dei permessi di emissione di CO₂ ha proseguito, anche nel mese di gennaio, la sua fase ribassista, con il contratto EUA 2009 che è passato da €15,50 a €11,80 t/CO₂. Sulla scia di previsioni di rallentamento economico per il 2009 e pubblicazione di dati poco confortanti sullo stato dell'economia europea, si è registrata una forte propensione alla vendita di EUA da parte dei soggetti industriali che ha generato

un diffuso sentimento bearish nel mercato CO₂, portando i prezzi spot anche al di sotto degli €11,00 nell'intra-day. La vendita di EUA a questo livello di prezzo è determinata sia dalla volontà dei soggetti industriali con un surplus di permessi di fare cassa nell'immediato, sia dalla spinta a liberarsi delle EUA adesso per poi riacquistarle ad un prezzo inferiore in futuro oppure operando nel mercato a termine. A peggiorare la situazione potrebbe contribuire, a breve, anche il rilascio delle quote 2008 da parte della Polonia che, data la sua probabile situazione di sovrallocazione, potrebbero riversarsi sul mercato spot, fornendo una nuova spinta al ribasso dei prezzi. In generale, tuttavia, l'andamento del mercato CO₂ sta riflettendo una certa convinzione tra gli operatori di un

carbon market probabilmente ancora lungo nel 2008 e, forse, anche nel 2009. L'attesa degli operatori è ora per la pubblicazione dei dati sulle emissioni verificate del 2008 che saranno resi pubblici nel mese di maggio. Il mese di gennaio ha poi confermato lo spostamento di volumi dal mercato forward al mercato spot, con la borsa francese Bluenext che ha consolidato la propria leadership tra le borse spot europee, con oltre il 90% dei volumi. In seguito all'assegnazione delle quote 2008 ai soggetti obbligati presenti nel PNA avvenuta in dicembre, il GME ha potuto riprendere, dal 15 gennaio, le contrattazioni nel mercato delle unità di emissione, organizzato inizialmente in sessioni settimanali (ogni giovedì) con lotti minimi di negoziazione di 100 EUA.

EUA, mercato a termine (dicembre 2009), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



ASPETTANDO IL MERCATO DEL BILANCIAMENTO GAS

di Clara Poletti, IEFE - Università Bocconi

A gennaio di quest'anno l'Italia, così come molti altri Paesi europei, ha sperimentato l'improvvisa interruzione delle forniture di gas naturale dalla Russia. A seguito di una nuova disputa con l'Ucraina su debiti pregressi e prezzi di fornitura, nella notte tra martedì 6 e mercoledì 7 gennaio, Gazprom, con l'approvazione del primo ministro russo Vladimir Putin, ha interrotto la totalità dei flussi delle forniture di gas destinate all'ex Paese sovietico. Questo ha fatto mancare ai consumatori europei circa 470 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g), di cui oltre 90 destinati all'Italia. Dopo serrate negoziazioni e grazie anche all'intermediazione dell'Unione Europea, la situazione si è sbloccata il 19 gennaio scorso, con la firma a Mosca dell'accordo tra i numeri uno di Gazprom e Naftogaz, accompagnati dai rispetti primi ministri. L'indomani sono riprese le forniture. Molte riflessioni sono state fatte, a valle dei recenti eventi, sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici europei ed, in particolare, italiani. Risoltasi, fortunatamente in maniera positiva, la recente crisi, resta la speranza che questa "non sia trascorsa invano" e che si sappia sfruttare l'occasione per imparare dal passato. Sotto la pressione della necessità, il sistema può trovare i giusti stimoli per migliorare. E' ben vero che nel passato le misure d'emergenza adottate per la sicurezza del sistema hanno a volte operato in senso opposto, limitando in maniera inefficiente le scelte d'approvvigionamento degli operatori. Significativo è, in tal senso, l'obbligo di massimizzazione delle importazioni imposto

per decreto negli inverni 2006 e 2007. Qualcosa però sta cambiando. Si prenda ad esempio il problema degli strumenti di flessibilità per consentire all'offerta di gas di seguire l'andamento ciclico della domanda, da un lato, e di far fronte a variazioni imprevedute della stessa, dall'altro. Da un po' di tempo si discute in maniera più concreta dell'avvio di un mercato di bilanciamento e anche la regolamentazione sembra compiere i primi passi verso assetti in cui gli obiettivi di sicurezza del sistema e quelli di sviluppo della concorrenza convivono in maniera armonica. Quello della flessibilità è un problema

assicurata esclusivamente dalle infrastrutture di stoccaggio. Per lavorare in sicurezza il sistema ha bisogno di risorse di flessibilità in grado di far fronte ad entrambe le esigenze. Problemi di copertura del fabbisogno di gas naturale possono pertanto emergere sia per insufficienza delle quantità di gas complessivamente disponibili (insufficienza di volume), sia per impossibilità di far fronte ad aumenti rapidi della domanda per insufficiente velocità di svasso dei depositi (insufficienza di punta). Nel 2005 e nel 2006, ad esempio, si è avuto non solo un problema di copertura della punta, ma anche di insufficienza di volume: si è infatti fatto ricorso alle riserve strategiche, per assicurare la copertura del fabbisogno, per circa 0,8 GSmc nell'anno termico 2004/2005 e 1,2 GSmc nell'anno termico successivo. L'interruzione delle forniture dello scorso gennaio avrebbe potuto, se prolungata nel tempo e a fronte di condizioni climatiche

Tabella 1: Riduzioni dalla Russia in Mmc/g (fino al 13 gennaio 2009)

Fonte: MSE, 2009

	Quantità
6 gennaio	-37
7 gennaio	-61
8 gennaio	-80
9 gennaio	-81
10 gennaio	-88
11 gennaio	-88
12 gennaio	-90
13 gennaio	-94
Totale	-619

strutturale tipico di tutti i mercati del gas e deriva dalle caratteristiche delle infrastrutture d'approvvigionamento. Le importazioni e la produzione nazionale sono caratterizzate da un profilo d'immissione relativamente rigido e sostanzialmente costante nel tempo. Pertanto, pur essendo normalmente sufficienti a garantire la copertura della domanda annua totale, non sono in grado di soddisfare la domanda invernale (quella di punta) e neppure a coprire i picchi giornalieri di prelievo. La modulazione stagionale dell'offerta è tradizionalmente assicurata dal gas immagazzinato negli stoccaggi durante i mesi di domanda più bassa e, in misura minore, dalle importazioni. Data l'insufficiente velocità di modifica dei profili di immissione dell'approvvigionamento dall'estero, la modulazione giornaliera, per sua natura non programmabile, è invece

rigide, portare il sistema nuovamente in condizioni di insufficienza sia di punta che di volume. Fortunatamente si è risolta per tempo, con la ripresa delle forniture, e gli stoccaggi sono stati in grado di compensare le minori importazioni (Tabella 2). L'elemento su cui si è intervenuti in occasione dell'ultima crisi gas, conclusasi pochi giorni fa con la ripresa delle forniture dalla Russia, è quello del bilanciamento giornaliero. L'ultimo pezzo di regolamentazione, approvato nello scorso mese di gennaio dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, riguarda infatti l'utilizzo dei rigassificatori come strumento di flessibilità nella copertura della domanda giornaliera. Più precisamente la delibera ARG/gas n. 5/09 prevede che, al fine di garantire la copertura del fabbisogno giornaliero di gas, Snam Rete Gas possa, in caso di necessità, richiedere alla società

ASPETTANDO IL MERCATO DEL BILANCIAMENTO GAS

[CONTINUA]

Gnl Italia, proprietaria del rigassificatore di Panigaglia, la modifica del programma di rigassificazione del terminale. Si tratta, dunque, di una sorta di “massimizzazione” dell’offerta di gas da parte dei rigassificatori, per coprire le punte di domanda. Come detto, fino ad oggi i rigassificatori non rientravano tra gli strumenti di flessibilità a disposizione del gestore del sistema, Snam Rete Gas, per assicurare il bilanciamento giornaliero tra domanda ed offerta. L’elemento che ci sembra importante di questa delibera è il fatto che l’attività di bilanciamento prevista, a differenza della massimizzazione delle importazioni, non si traduca direttamente in una modifica imposta per via amministrativa sulle scelte fatte dagli operatori in materia di approvvigionamento.

Infatti, la delibera prevede che le modifiche del programma di rigassificazione effettuate per la sicurezza del sistema non comportino una modifica del programma di riconsegna degli utenti del terminale di Gnl. Si tratta di un primo importante passo verso il riconoscimento della necessità di esplicitare e valorizzare separatamente, anche nel settore gas, gli interventi eseguiti dal gestore del sistema a fini di sicurezza e bilanciamento. La disponibilità fisica di strumenti di flessibilità rappresenta infatti una condizione necessaria ma non sufficiente affinché la citata convergenza tra sicurezza e concorrenza possa realizzarsi. E’ necessario che le regole di utilizzo di tali risorse siano disegnate secondo criteri di mercato, consentendo a tutti gli operatori di

partecipare attivamente alla loro fornitura. Strumento principe per raggiungere questo coordinamento virtuoso è il mercato. Il prossimo passaggio dovrebbe essere pertanto la creazione di un vero mercato del bilanciamento, in cui le diverse risorse possono competere tra di loro e trovare una giusta remunerazione. A tal proposito, anche alla luce del recente dibattito sull’integrazione dei mercati e la crisi del gas, è importante tuttavia ricordare che il mercato consente di allocare in maniera efficiente le risorse disponibili, non di generare nuove risorse. Certo c’è da auspicare che non si debba attendere una nuova interruzione delle forniture per vedere realizzato questo passo importante.

Tabella 2: Confronto giornate gas, in Mmc/g

Fonte: Snam Rete Gas, 2008

	Giovedì 8 gennaio 2009	Giovedì 10 gennaio 2008	Confronto 2009-2008
Domanda	375	362	13
Offerta			
Importazioni (*)	170	265	-95
Produzione nazionale	21	25	-4
Stoccaggio	184	72	112

(*) All’interruzione dei flussi provenienti dalla Russia va aggiunta la diminuzione della capacità di trasporto, circa 5,6 Mmc/g (il 6%), per un incidente occorso ad una delle 5 linee del gasdotto Trasmed proveniente dall’Algeria.

I MECCANISMI DI FLESSIBILITÀ DELLA PROPOSTA DI DIRETTIVA SULLE RINNOVABILI

[CONTINUA DALLA PRIMA]

il raggiungimento dell'obiettivo da parte del paese europeo cedente) possa trasferire l'eccesso di energia rinnovabile a un paese europeo il cui ammontare di energia da fonti rinnovabili è insufficiente al soddisfacimento dell'obiettivo. Si tratta di un trasferimento puramente contabile e non fisico, con l'energia rinnovabile che passa dal registro del paese che la cede a quello del paese che la riceve. Il trasferimento può avere efficacia per uno o più anni e deve essere notificato alla Commissione entro 3 mesi dalla fine di ciascun anno in cui ha efficacia.

Un secondo strumento di flessibilità è dato dalla possibilità riconosciuta agli stati europei di realizzare progetti comuni per la produzione di energia da fonti rinnovabili con altri paesi, siano essi altri paesi europei che paesi terzi. La realizzazione di progetti comuni fra paesi europei non è soggetta a condizioni, se non la notifica alla Commissione, da parte del paese sul cui territorio si realizza il progetto, dell'ammontare di energia prodotta che deve essere considerato ai fini del soddisfacimento dell'obbligo degli altri paesi che partecipano al progetto. Per essere considerata ai fini del soddisfacimento dell'obbligo, l'energia deve essere prodotta da nuovi impianti diventati operativi dopo l'entrata in vigore della Direttiva. Nel caso di potenziamento di impianti esistenti, l'energia considerata ai fini dell'obbligo è quella prodotta dalla capacità incrementale diventata operativa dopo l'entrata in vigore della Direttiva.

I progetti comuni fra paesi europei e paesi terzi considerati dalla Direttiva e presi in considerazione ai fini del soddisfacimento dell'obbligo imposto ai paesi europei sono quelli che prevedono la produzione di elettricità da fonti rinnovabili in un paese terzo e la sua esportazione verso l'Europa. In questo caso, dunque, è previsto il trasferimento fisico dell'energia da un

paese all'altro.

L'elettricità considerata ai fini del soddisfacimento dell'obbligo è quella prodotta da impianti diventati operativi o potenziati dopo l'entrata in vigore della Direttiva (nel caso di potenziamenti si fa riferimento all'elettricità prodotta dalla nuova capacità costruita), che non abbia incentivi da parte del paese terzo ulteriori rispetto agli incentivi all'investimento. In considerazione della necessità di disporre di adeguate interconnessioni per il trasporto dell'elettricità dal paese terzo (in cui è prodotta) al paese europeo e, nel caso in cui le interconnessioni



esistenti non siano adeguate, dei tempi (lunghi) necessari alla costruzione di nuove interconnessioni, la Direttiva prevede la possibilità di riconoscere ai fini del soddisfacimento dell'obbligo l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e consumata nel paese terzo per il periodo necessario alla costruzione dell'interconnessione. Tale possibilità è soggetta a vincoli precisi: la costruzione della nuova interconnessione deve cominciare entro il 2016; l'entrata in esercizio dell'interconnessione non deve essere possibile prima del 2020 ma deve essere possibile entro il 2022; l'interconnessione deve essere utilizzata per l'esportazione verso il paese europeo di elettricità da fonti rinnovabili e la richiesta di riconoscimento dell'elettricità prodotta ai

fini dell'obbligo deve riferirsi all'elettricità prodotta nell'ambito del progetto.

Un ulteriore strumento di flessibilità è dato dalla possibilità riconosciuta ai paesi di coordinare, in tutto o in parte, i propri schemi nazionali di incentivo all'uso delle fonti rinnovabili. In questi casi un determinato quantitativo di energia proveniente da fonti rinnovabili prodotta nel territorio di un paese partecipante all'accordo può essere computata ai fini dell'obiettivo nazionale generale di un altro paese partecipante se il paese nel cui territorio è prodotta l'energia effettua un trasferimento statistico oppure fissa una regola, condivisa fra i partecipanti, di allocazione dell'energia prodotta. Tale regola deve essere notificata alla Commissione.

L'uso degli strumenti di flessibilità è lasciato all'iniziativa diretta dei singoli paesi, in quanto la Commissione ha ravvisato l'opportunità di non imporre vincoli eccessivi alle modalità con cui ciascun paese decide di operare per raggiungere il proprio obiettivo.

Fino ad ora i paesi europei hanno incentivato le fonti rinnovabili principalmente attraverso schemi nazionali volti ad incentivare la produzione di elettricità "verde". Nel seguito sintetizziamo le caratteristiche principali degli schemi in uso nei principali paesi europei.

L'incentivazione delle fonti rinnovabili nei principali paesi europei

In Francia la produzione di elettricità da fonti rinnovabili è incentivata attraverso una Feed-in tariff riconosciuta per periodi di 15 anni ad impianti con capacità inferiore a 12 MW. Il periodo di incentivazione è esteso a 20 anni nel caso di fotovoltaico, eolico off-shore e idroelettrico.

La struttura dell'incentivo è molto articolata e il valore della tariffa varia, ad esempio, per tecnologia, localizzazione dell'impianto e capacità. Il valore dell'incentivo rimane costante per tutto il periodo in cui è corrisposto per tutte le tecnologie

I MECCANISMI DI FLESSIBILITÀ DELLA PROPOSTA DI DIRETTIVA SULLE RINNOVABILI

ad eccezione dell'eolico, nel cui caso l'incentivo rimane costante per i primi 10 anni in cui è corrisposto e poi decresce nel periodo rimanente.

In Germania il meccanismo di incentivazione previsto è differenziato per tipo di tecnologia e sulla base di condizioni ambientali del sito dell'impianto, dimensione dell'impianto, tipo di combustibile utilizzato, caratteristiche tecniche. Il periodo di incentivazione è pari a 20 anni fatta eccezione per gli impianti idroelettrici con capacità inferiore a 5MW, per i quali l'incentivo è esteso a 30 anni, e per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5MW, per i quali il periodo di incentivazione è pari a 15 anni.

In Spagna l'incentivazione alle rinnovabili prevede la scelta fra due opzioni. Una prima opzione è data dal pagamento all'impianto di una feed-in tariff; la seconda opzione consiste nel pagamento di un "premio" che si aggiunge al prezzo di mercato dell'elettricità.

In entrambe le opzioni l'incentivo è differenziato per tecnologia e, nell'ambito delle singole tecnologie, per capacità dell'impianto, caratteristiche tecniche e, nel caso della biomassa, tipologia di combustibile. L'incentivo è aggiornato su base quadriennale o al raggiungimento di determinati obiettivi in termini di capacità. L'incentivo è garantito per un anno ma di fatto è erogato per periodi prossimi alla vita utile dell'impianto.

Il meccanismo di incentivazione adottato nel Regno Unito è simile al meccanismo dei certificati verdi utilizzato in Italia e si basa sull'obbligo per i fornitori di dimostrare che una certa percentuale dell'energia fornita ai propri clienti nell'anno proviene da fonti rinnovabili. L'obbligo è soddisfatto presentando Renewable Obligation

Certificate (ROC), che possono essere acquistati dai produttori, oppure pagando a Ofgem un prezzo fissato dal regolatore (prezzo buy-out) per ogni MWh di elettricità costituente il proprio obbligo o ancora presentando un certo numero di CV e pagando il prezzo buy-out per ogni MWh di elettricità mancante al soddisfacimento dell'obbligo. I ROC sono emessi da Ofgem (il regolatore del mercato elettrico) e assegnati agli impianti entrati in esercizio dopo il 1990 e qualificati da Ofgem come impianti che hanno diritto a ricevere i ROC. Il meccanismo di incentivazione è garantito fino al 2027.

L'adozione di schemi di incentivazione delle fonti rinnovabili da parte dei singoli paesi ne ha sicuramente promosso l'utilizzo negli ultimi anni. Gli obiettivi imposti dalla Commissione Europea, tuttavia, sono particolarmente sfidanti per diversi paesi e gli schemi di incentivazione attualmente utilizzati potrebbero rivelarsi troppo onerosi

per consentire al paese di raggiungere l'obiettivo imposto a costi contenuti. L'uso di meccanismi di flessibilità e la possibilità di soddisfare il proprio obbligo effettuando investimenti in paesi con un miglior rapporto costo-beneficio è pertanto un utile contributo nella direzione di un mondo meno inquinato a un costo sostenibile. Alcuni meccanismi di flessibilità si mostreranno, comunque, più efficaci e accettabili, sotto il profilo sociale, di altri. Un punto di attenzione attiene, in particolare, l'accettabilità sociale del trasferimento statistico dai paesi europei con incentivazione a carico della collettività nazionale a paesi con meccanismi di incentivazione diversi. Questi ultimi potrebbero, infatti, sostenere per l'acquisto dell'energia trasferita costi inferiori a quelli sostenuti dai cittadini del paese cedente, con un trasferimento di ricchezza dal paese che cede l'energia al paese che la riceve. Si tratta di meccanismi utili, ma che devono essere implementati con le dovute cautele.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Delibera AEEG ARG/elt 1/09 | Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto | pubblicata il 12 gennaio 2009 | Download |

Il provvedimento in oggetto disciplina le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva secondo quanto previsto dall'art. 2, commi da 143 a 157, della legge n. 244/07 - che definisce le misure incentivanti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, tra le quali rientra la cosiddetta tariffa fissa onnicomprensiva - e dal decreto ministeriale del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008.

Al fine dell'applicazione di quanto disciplinato dall'articolo 20 del citato decreto ministeriale, l'AEEG ha l'obbligo di stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive, nonché la verifica del rispetto delle disposizioni poste dal medesimo decreto. La stessa autorità è inoltre chiamata a determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti trovino copertura nel gettito della componente tariffaria A3.

Ai sensi del DM riportato, con la presente delibera, l'AEEG quindi adotta le disposizioni attuative in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite tariffa onnicomprensiva, prevedendo che possa accedere al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva l'energia elettrica incentivata prodotta e immessa in rete da:

- impianti eolici di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 200 kW;
- impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, con esclusione della fonte solare, di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 1 MW; (purché entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, o riattivazione, in data

successiva al 31 dicembre 2007).

Nello specifico viene previsto che, ove vi siano più impianti connessi alla rete attraverso un unico punto di connessione e, almeno per uno di essi, si richieda l'applicazione della tariffa fissa onnicomprensiva:

- i limiti, in termini di potenza nominale media annua riportati, sono riferiti alla somma delle potenze nominali medie annue complessivamente installate per ciascuna fonte;

- l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti per i quali non si applica la tariffa fissa onnicomprensiva viene ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato, ove applicabile. Qualora vi sia almeno un impianto per il quale non può essere applicato il ritiro dedicato, l'impianto avente diritto alla tariffa fissa onnicomprensiva mantiene tale diritto solamente a condizione che sia realizzata una connessione diretta con la rete ad esso univocamente dedicata.

Il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva ha durata pari a 15 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

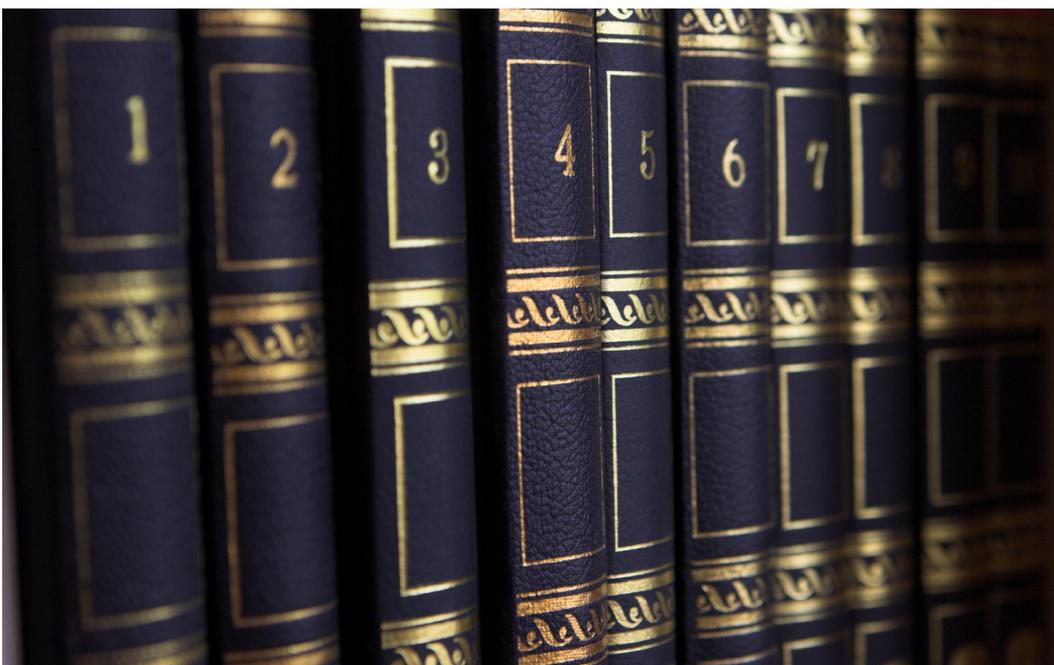
L'art. 16 del DM del 18 dicembre 2008, stabilisce che l'ammontare della tariffa fissa onnicomprensiva corrisposta al produttore richiedente costituisce un'alternativa al regime di incentivazione rappresentato dal sistema dei certificati verdi e risulta essere

di entità variabile in funzione della fonte energetica rinnovabile utilizzata, così come determinato sulla base della tabella 3 allegata alla legge finanziaria 2008.

In particolare, il produttore che intende accedere volontariamente alla tariffa fissa onnicomprensiva presenta singola istanza al GSE per ogni impianto di sua proprietà; a seguito di ciò il GSE stipula con il produttore la convenzione per la regolazione economica del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva - ivi incluse le tempistiche di pagamento - secondo uno schema di convenzione definito dal medesimo GSE e positivamente verificato dal Direttore della Direzione Mercati dell'AEEG.

Pre-condizione necessaria per la stipula della predetta convenzione è l'ottenimento della qualifica IAFR, secondo le modalità di cui all'articolo 4 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008.

La convenzione di cui sopra sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto relativi all'immissione di energia elettrica. Con questa nuova modalità organizzativa, la tariffa fissa onnicomprensiva, che comprenderà sia le componenti remunerative di mercato che quelle di incentivazione vere e proprie, sarà infatti garantita da un unico soggetto



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

nazionale, il GSE, e non più, in maniera frammentata, dai diversi distributori territoriali.

Il produttore che intende avvalersi del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva è tenuto a richiedere al GSE, per ogni impianto, il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi, anche qualora l'energia elettrica incentivata sia minore dell'intera quantità di energia elettrica immessa in rete.

Nel caso in cui si rilevi una differenza positiva fra l'energia complessivamente immessa nella rete e l'energia coperta dalla remunerazione mediante la tariffa fissa onnicomprensiva, detta differenza viene comunque totalmente ritirata dal GSE e viene dal medesimo soggetto remunerata, applicando nei confronti del produttore quanto disciplinato con la deliberazione ARG/elt n. 280/07 del 13 novembre 2007 - come modificata con delibera ARG/elt n.107/08 - in materia di regime di ritiro dedicato.

Di contro, nel caso in cui l'energia complessivamente immessa nel periodo di competenza risulti essere minore rispetto all'energia elettrica nominalmente incentivata mediante la tariffa onnicomprensiva, il GSE prevede l'applicazione nei confronti dei singoli produttori di meccanismi periodici di acconto e conguaglio.

Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento:

- I produttori, per ogni impianto, sono tenuti a fornire al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto, i dati necessari al medesimo GSE come da quest'ultimo indicati nella convenzione.

- Il GSE cede al mercato l'energia elettrica ritirata ai sensi del presente provvedimento, in qualità di utente del dispacciamento in immissione, applicando quanto previsto dalla deliberazione dell'AEEG ARG/elt n. 111/06.

- Il GSE effettua le verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi dai produttori.

- Il GSE può avvalersi, previa approvazione dell'AEEG, della

collaborazione di soggetti terzi abilitati, enti di ricerca di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico.

L'eventuale esito negativo delle verifiche comporta la decadenza del diritto al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva.

- Il GSE segnala tempestivamente ogni situazione anomala riscontrata all'AEEG, la quale adotta motivandoli i provvedimenti di propria competenza.

L'AEEG, con la delibera de quo, dispone inoltre che la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata e i ricavi derivanti al GSE dalla vendita della medesima energia sul mercato elettrico, così come i costi relativi all'utilizzo di soggetti terzi, enti di ricerca, istituti universitari, abilitati al processo di certificazione, sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo integrato Trasporto (componente tariffaria A3).

Ai fini della determinazione del valore della componente tariffaria A3, il GSE comunica all'AEEG e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, trimestralmente, entro la prima decade del mese che precede l'aggiornamento della tariffa elettrica:

- i dati a consuntivo, relativi ai mesi

precedenti dell'anno in corso, delle quantità di energia ritirate secondo le modalità di cui al presente provvedimento e il conseguente fabbisogno della componente tariffaria A3;

- la previsione, per i mesi residui dell'anno in corso, oltre che per l'anno successivo, del gettito necessario ai fini dell'applicazione del presente provvedimento

Il GSE, entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2010, trasmette all'AEEG un prospetto riepilogativo degli esiti delle verifiche e dei sopralluoghi già effettuati, un piano annuale relativo ai sopralluoghi da effettuare e una descrizione delle attività da svolgere nei due anni successivi, indicando anche il dettaglio dei costi sostenuti nell'anno precedente e i preventivi di spesa per l'anno corrente e i due anni successivi. Sempre in materia, entro il 31 marzo di ogni anno, a partire dall'anno 2009, il GSE trasmette all'AEEG l'elenco completo degli impianti che si avvalgono del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, dando evidenza della denominazione, tipologia, dimensione, ragione sociale dei soggetti titolari degli impianti e delle quantità annuali di energia elettrica incentivata.

Da ultimo, con il provvedimento in esame, l'AEEG ritiene contestualmente opportuno anche apportare le necessarie modifiche alle



deliberazioni ARG/elt n. 74/08, n. 188/05, n. 90/07 al fine di renderle coerenti con quanto disposto attraverso il Testo Integrato Trasporto (Arg/elt n. 348/07) e con le nuove disposizioni introdotte dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 in materia di scambio sul posto.

Comunicato agli operatori da parte dell'AEEG | Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2009 | pubblicato il 27 gennaio 2009 | Download

Con il comunicato in oggetto l'AEEG ha pubblicato, in ottemperanza alle disposizioni poste dall'articolo 7, della deliberazione ARG/elt n. 280/07 del 6 novembre 2007, i valori puntuali, individuati per scaglioni progressivi di produzione, dei prezzi minimi garantiti validi nell'anno solare 2009, da corrispondere agli operatori titolari di convenzione con il GSE di ritiro dedicato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In materia di applicazione del sistema amministrato di ritiro dedicato dell'energia prodotta mediante fonti energetiche rinnovabili, il citato articolo 7, al comma 1, disciplina infatti che l'AEEG “[...] definisce i prezzi minimi garantiti per il ritiro dell'energia elettrica immessa annualmente dagli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e dagli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride. I prezzi minimi garantiti sono differenziati per fonte, sono definiti per scaglioni progressivi e sono riferiti all'anno solare.” Al comma 5, il medesimo articolo prevede inoltre che “[...] i prezzi minimi garantiti sono definiti applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.[...]”.

Con il comunicato in oggetto quindi l'AEEG rende noto che, sulla base dei dati pubblicati dall'Istat, la variazione percentuale media annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dell'anno 2008 rispetto all'anno 2007 è risultata pari a + 3,2%. Conseguentemente i prezzi minimi garantiti riconosciuti ai sensi e secondo le modalità

di cui all'articolo 7 della deliberazione dell'AEEG ARG/elt n. 280/07, nel solo caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW, valevoli per il 2008 e già pubblicati il 6 agosto 2008 con la delibera ARG/elt n. 109/08, vengono ora aggiornati e rivalutati secondo la variazione percentuale ufficialmente rilevata per l'indice Istat di riferimento, risultando quindi per l'anno 2009 pari a:

- fino a 250.000 kWh annui, 140,4 €/MWh;
- da oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 107,3 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 86,7 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 80,5 €/MWh.

Allo stesso modo, i valori dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW - transitoriamente mantenuti dall'AEEG per l'anno 2008 sugli stessi valori dell'anno 2007 - vengono ora aggiornati per l'anno 2009 secondo i medesimi criteri richiamati di cui all'articolo 7, comma 5, della deliberazione n. 280/07, risultano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 101,1 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 85,2 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 74,5 €/MWh.

A completamento dell'analisi sui prezzi minimi garantiti corrisposti agli operatori titolari di convenzione di ritiro dedicato con il GSE, si riporta quanto disciplinato dall'articolo 7, comma 4, della deliberazione n. 280/07, dove è stato stabilito che, nel momento in cui, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita risulti inferiore al prodotto tra la stessa quantità di energia elettrica e i prezzi di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione dell'AEEG ARG/elt n. 111/06 - cioè il Marginal Price zonale che si forma su MGP -, il GSE riconosce a conguaglio in dare ai singoli produttori, un corrispettivo di integrazione equivalente alla differenza di prezzo riscontata, moltiplicata per la quantità totale di energia complessivamente immessa, fino al medesimo limite quantitativo dei 2 milioni di Kw/h di produzione annua.

Decreto del Ministro dello Sviluppo

Economico del 25 novembre 2008 | Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2009, dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.a. | pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 23 del 29 gennaio 2009 | Download

Nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 23 del 29 gennaio 2009 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 25 novembre 2008 recante la “Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2009, dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.a.”.

L'articolo 2, comma 2, del su citato decreto prevede che l'energia elettrica ritirata dal GSE, ai sensi del decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 21 novembre 2000, sia ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione effettuate dal GSE medesimo.

Il seguente articolo 3, oltre a disciplinare tali procedure, stabilisce, al comma 4, che il prezzo di assegnazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti convenzionati CIP6, per il primo trimestre dell'anno 2009, è pari a 78 euro/MWh e che lo stesso prezzo è adeguato in corso d'anno dall'AEEG, con modalità analoghe a quelle adottate per il 2008, quindi in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'articolo 5 del decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003.

A completamento dell'informativa si riporta che l'AEEG con la deliberazione ARG/elt n. 331/07 del 19 dicembre 2007, ha adottato, per l'anno 2008, un meccanismo di aggiornamento del prezzo di assegnazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti CIP6, che:

- adegua in corso d'anno il prezzo CIP6 sulla base dell'andamento trimestrale dei prezzi registrati nel mercato del giorno prima ed in particolare del prezzo di acquisto di cui al comma 30.4, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 (PUN);
- fissa come riferimento il valore della media del PUN nell'ultimo trimestre dell'anno precedente a quello per il quale si calcola l'aggiornamento.

AGENDA GME

18 febbraio 2009

Finanziaria 2008 e decreti attuativi: la rivoluzione degli incentivi
Roma, Italia

Organizzatore: APER

link » [vai a pagina informativa](#)

19 febbraio 2009

Energy & commodity trading in Italia: realtà e prospettive
Milano, Italia

Organizzatore: MIP

link » [vai alla pagina informativa](#)

20 febbraio 2009

Scenari e novità del mercato elettrico del 2009
Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

link » [vai alla pagina informativa](#)

24 febbraio 2009

Il sistema di incentivazione dell'efficienza energetica confronto tra il modello usa e il meccanismo italiano
Milano, Italia

Organizzatore: Edison

link » [vai alla pagina informativa](#)

25 febbraio

Finanziaria 2008 e decreti attuativi: la rivoluzione degli incentivi
Milano, Italia

Organizzatore: APER

link » [vai alla pagina informativa](#)

27 febbraio 2009

I nuovi incentivi alle fonti rinnovabili
Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

link » [vai a pagina informativa](#)

9 febbraio 2009

Driving energy efficiency in the lighting market

Brussels, Belgio

Organizzatore: Sustainable Energy week Europe

link » [vai alla pagina informativa](#)

9 febbraio 2009

Cogeneration and an integrated approach to energy use and energy efficiency in 2020

Brussels, Belgio

Organizzatore: Sustainable Energy week Europe

link » [vai alla pagina informativa](#)

9-10 febbraio 2009

3rd Annual European Gas Storage

Budapest, Ungheria

Organizzatore: Platts

link » [vai a pagina informativa](#)

9-11 febbraio 2009

3rd Renewable energy policy conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: EREC - European Renewable Energy Council

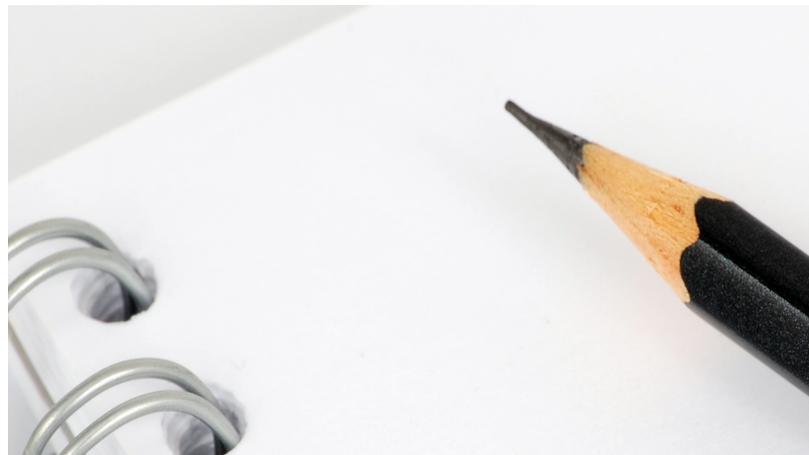
link » [vai a pagina informativa](#)

9-13 febbraio 2009

Sustainable Energy Week

Brussels, Belgio

Organizzatore: European Commission

link » [vai alla pagina informativa](#)

9-13 febbraio 2009

Cera Week

Houston, Texas

Organizzatore: CERA

link » [vai alla pagina informativa](#)

10-12 febbraio 2009

E-World

Essen, Germania

Organizzatore: Messe Essen

link » [vai alla pagina informativa](#)

10-11 febbraio 2009

Carbon capture & storage

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Petroleum Economist

link » [vai a pagina informativa](#)

10-12 febbraio 2009

International colloquium on environmentally preferred advanced power generation (ICEPAG 2009)

Newport Beach, Usa

Organizzatore: Apep Uci

link » [vai a pagina informativa](#)

11-14 febbraio 2009

Le Esco e le opportunità dei DM 20 luglio 2004 sull'efficienza energetica

Verbania, Italia

Organizzatore: Kyoto Club - Il Centro del Sole di Verbania Fondotoce

link » [vai alla pagina informativa](#)

11-12 febbraio 2009

Pricing of futures and forwards in energy & energy options

Madrid, Spagna

Organizzatore: Energy Forum

link » [vai alla pagina informativa](#)

11-12 febbraio 2009

Gas Arabia 2009 4th Annual Meeting

Abu Dhabi, UAE

Organizzatore: The Energy Exchange

link » [vai alla pagina informativa](#)

12 febbraio 2009

Kyoto, petrolio, transizione energetica

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

link » [vai a pagina informativa](#)

12 febbraio 2009

Il nuovo sistema di appalti pubblici e concessioni nel settore Utilities

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

link » [vai alla pagina informativa](#)

12 febbraio 2009

Wind power in the single European electricity Market

Brussels, Belgio

Organizzatore: Tradewind

link » [vai alla pagina informativa](#)

12 febbraio 2009

L'energia accende il dibattito: crisi del gas, 20-20-20, g8, post Kyoto

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

link » [vai alla pagina informativa](#)

12-13 febbraio 2009

5th Annual Nuclear Energy

Bethesda, Maryland USA

Organizzatore: Platts

link » [vai alla pagina informativa](#)

13 febbraio 2009

La nuova disciplina delle connessioni e dello scambio sul posto per le rinnovabili e gli impianti di cogenerazione

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

link » [vai alla pagina informativa](#)

13 febbraio 2009

Carbon disclosure Project

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

link » [vai a pagina informativa](#)

13 febbraio 2009

How to influence energy saving behaviour? Awards and competitions as successful instruments for energy efficiency

Brussels, Belgium

Organizzatore: Energy Trophy

link » [vai a pagina informativa](#)

16 febbraio 2009

La Sicurezza nelle Utility

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

link » [vai alla pagina informativa](#)

16 febbraio 2009

Seminar on Sustainable Energy

Vienna, Austria

Organizzatore: European Institute of Innovation & Tecnology

link » [vai alla pagina informativa](#)

16-17 febbraio 2009

3rd Annual Optimising the Back Office in the Energy Trading Market

Regno Unito

Organizzatore: Marcus Evans

link » [vai a pagina informativa](#)

18-19 febbraio 2009

Le giornate della microgenerazione

Milano, Italia

Organizzatore: Camera di Commercio Milano, E-Gazette

link » [vai alla pagina informativa](#)

19 febbraio 2009

Finanziamenti e incentivi nel settore delle Rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

link » [vai alla pagina informativa](#)

19 febbraio 2009

Corso di formazione specialistico sul mercato elettrico

Novara, Italia

Organizzatore: Associazione degli Industriali di Novara

link » [vai alla pagina informativa](#)

24 febbraio 2009

The state of the economy

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marketforce

link » [vai alla pagina informativa](#)

24-25 febbraio 2009

CEE INVESTMENT 2009

Bucharest, Romania

Organizzatore: Easteuro

link » [vai alla pagina informativa](#)

25-27 febbraio 2009

Renewable Energy Technology Conference and Exposition (RETECH)

Las Vegas, USA

Organizzatore: Acore

link » [vai alla pagina informativa](#)

25-26 febbraio 2009

EE'09 ENERGY AND ENVIRONMENT INTERNATIONAL CONFERENCE

Cambridge, Regno Unito

Organizzatore: WSEAS

link » [vai alla pagina informativa](#)

25-26 febbraio 2009

RENEWABLE ENERGY FINANCE FORUM CENTRALE AND EASTERN EUROPE

Prague, Repubblica Ceca

Organizzatore: Euromoney

link » [vai alla pagina informativa](#)

25-27 febbraio 2009

World Sustainable Energy days 2009

Wels, Austria

Organizzatore: O.Ö. ENERGIESPARVERBAND

link » [vai alla pagina informativa](#)

26 febbraio 2009

Energia per lo sviluppo. Scenari, fonti, ambiente

Taranto, Italia

Organizzatore: Confindustria Taranto

link » [vai alla pagina informativa](#)

26 febbraio 2009

Il nuovo Project Finance per le energie verdi

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

link » [vai alla pagina informativa](#)

26-27 febbraio 2009

See Energy Forum

Bucharest, Romania

Organizzatore: Easteurolink

link » [vai alla pagina informativa](#)

26-27 febbraio 2009

3rd Annual Global CO2 Cap And Trade Forum

The Fairmont San Jose, San Jose, Usa

Organizzatore: Insight

link » [vai alla pagina informativa](#)

26-27 febbraio 2009

3rd Annual European Carbon Capture and Storage

Brussels, Belgio

Organizzatore: Platts

link » [vai alla pagina informativa](#)

26 febbraio – 1 marzo 2009

IPS – International Power Summit

Roma, Italia

Organizzatore: Vib Events

link » [vai alla pagina informativa](#)

2-3 marzo 2009

FUTURE ENERGY: Research, Innovation and Technology

Lisbona, Portogallo

Organizzatore: Instituto Superior Técnico

link » [vai alla pagina informativa](#)

3-4 marzo 2009

Fundamental price drivers Europe

Dusseldorf, Germania

Organizzatore: Montel

link » [vai alla pagina informativa](#)

3-4 marzo 2009

Energy in Central and Eastern Europe

Prague, Repubblica Ceca

Organizzatore: Marketforce

link » [vai alla pagina informativa](#)

3-6 marzo 2009

Green Energy Summit

Bangalore, India

Organizzatore: Enzen

link » [vai alla pagina informativa](#)

5-6 marzo 2009

CO2 Capture, Sequestration & Utilization 2009

Beijing, China

Organizzatore: CMTSP

link » [vai alla pagina informativa](#)

5-7 marzo 2009

Energethica 2009

Genova, Italia

Organizzatore: Emtrad srl

link » [vai alla pagina informativa](#)

5-7 marzo 2009

Beyond Kyoto: Addressing the Challenges of Climate Change - Science meets Industry, Policy and Public

Document Actions

Aarhus, Denmark

Organizzatore: Aarhus University

link » [vai alla pagina informativa](#)

6 marzo 2009

The economics of natural gas storage

Milano, Italia

Organizzatore: IEFÉ Università Bocconi

link » [vai alla pagina informativa](#)

6-7 marzo 2009

MIT Energy Conference

Cambridge, USA

Organizzatore: MIT

link » [vai alla pagina informativa](#)

9-11 marzo 2009

Enercom

Toronto, Canada

Organizzatore: Maeria

link » [vai alla pagina informativa](#)

11-13 marzo 2009

IV Euro-Mediterranean Energy Forum

Barcellona, Spagna

Organizzatore: Enerclub

link » [vai alla pagina informativa](#)

13 marzo 2009

Il "carbon market" e i meccanismi flessibili: aspetti economici e giuridici

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione ENI Enrico

Mattei, Linklaters, AMEC

link » [vai alla pagina informativa](#)

16 marzo 2009

European Wind Energy Conference and Exhibition - EWEC 2009

Marsiglia, Francia

Organizzatore: Ewea

link » [vai alla pagina informativa](#)

17-18 marzo 2009

ENERGY09 - 4th Annual European Energy Policy Conference

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Ceps - Epsilon

link » [vai alla pagina informativa](#)

17-19 marzo 2009

Transmission & Distribution Europe 2009

Barcellona, Spagna

Organizzatore: Synergy

link » [vai alla pagina informativa](#)

18-20 marzo 2009

Il mercato del gas naturale: caratteristiche, organizzazione, regolamentazione - Gas trading e risk management

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Borsa Italiana

link » [vai alla pagina informativa](#)

19 marzo – luglio 2009

Corso di Alta Formazione in Energy Finance, Renewables & Commodity trading

Milano, Italia

Organizzatore: GME, MIP, Politecnico di Milano

link » [vai alla pagina informativa](#)

ARA: Amsterdam-Rotterdam-Anversa
Porto di consegna

Brge: Barge
Mezzo di trasporto utilizzato

Cargo
Mezzo di trasporto utilizzato

CIF: Cost Insurance Freight
Costo, Assicurazione e Nolo. È il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di assicurazione e il nolo fino alla destinazione convenuta, escluse le spese di imbarco.

CIM CIF ARA
Quotazione (CIF) del carbone dell'Europa centrale.

CIM FOB RichBay:
Quotazione (FOB) del carbone del Sud Africa

Certificati Verdi
Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

Clean Development Mechanism (CDM)
E' uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

Dated Brent
Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato petrolifero londinese.

Emission Trading Scheme (ETS)
Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri

dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

EEX
European Energy Exchange

EXAA
Energy Exchange Austria

ERUs (Emission Reduction Units)
Cfr. Joint Implementation (JI)

EUA (European Union Allowances)
Cfr. Unità di Emissione (UE)

Fuel Oil
Olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ).

FOB (Free On Board)
Franco a bordo. Il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di trasporto e movimentazione fino al porto d'imbarco convenuto.

Gas Dutch TTF
Quotazione del gas metano Olandese.

Gas PSV DA
Quotazione del gas metano sul Punto di Scambio Virtuale per l'Italia.

Gas Zeebrugge
Quotazione del gas metano belga

HBG
Amburgo

Iran Lt Crk NB
Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato medio orientale.

Italian Power Exchange (IPEX)
Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

Joint Implementation (JI)
Il meccanismo della Joint Implementation previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto, prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra paesi industrializzati e paesi con economie in transizione (tipicamente dell'Europa dell'Est) per ridurre le emissioni attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le parti delle riduzioni ottenute. Attraverso questo sistema i paesi con obbligo di riduzione possono realizzare dei progetti in altri paesi diminuendo la concentrazione di gas serra. Le emissioni non

prodotte grazie alla realizzazione dei progetti generano unità di riduzione di emissioni o ERUs (Emission Reduction Units) che possono essere aggiunti all'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati.

Liquidità
Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (incluso i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

MED: Mediterraneo
Abbreviazione comunemente usata nel trasporto per indicare il carico o lo scarico ad un porto situato sul Mediterraneo.

Macro zona
Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita.
Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: le macro zone erano: NORD (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), CENTRO SUD (comprendente le zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Piombino, Rossano, Brindisi), SICILIA (comprendente le zone Calabria, Sicilia e Priolo) e SARDEGNA (comprendente la zona Sardegna).
Dal 1/1/2006 al 31/12/2008: le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo) e MzSardegna (comprendente la zona Sardegna), MzSud (comprendente le rimanenti zone).
Dal 1/1/2009: le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord e Monfalcone), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

Mercato di Aggiustamento (MA)
Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato del Giorno Prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al prezzo unico nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

NWE

Europa nord occidentale, in particolare ARA, HBG, FR, GB. Porto di consegna.

Ore di picco

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 7:00 e le

22:00, ovvero i periodi rilevanti da 8 a 22.

Dal 1/1/2006: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

Ore fuori picco

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00 e tra le 22:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 7, 23 e 24.

Dal 1/1/2006: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 8 e da 21 a 24.

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

Nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza.

PNA (Piano Nazionale di Assegnazione)

Piano Nazionale di Allocazione delle quote di CO2 previsto dalla Direttiva 2003/87/CE.

Prezzo unico nazionale (PUN).

Media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

Prezzo Medio Europeo (PME)

Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

Prezzo zonale (Pz)

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

Punto di scambio virtuale (PSV)

Punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della Rete Nazionale di Gasdotti (RN), presso il quale gli Utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas immesso nella RN. Punto di uscita (RN)

Qinhdao Stm

Quotazione (FOB) del carbone cinese

Titoli di efficienza energetica (TEE)

I titoli di efficienza energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20

luglio 2004 (D.M. 20/7/04) successivamente modificati e integrati con il D.M. 21/12/07. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti, sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Unità di Emissione (UE)

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO2, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

WTI Crk NB

West Texas Intermediate, greggio americano a basso contenuto di zolfo utilizzato come greggio nel mercato petrolifero americano.

Zona

Sezione della rete elettrica per la quale esistono, per ragioni di sicurezza del sistema, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Le zone, sono definite da Terna S.p.A. ed approvate dall'AEEG. Si identificano diverse tipologie di zone.

A seguito della delibera AEEG n. ARG/elt 116/08 che recepisce il documento Terna "Individuazione zone della rete rilevante" del 19/9/2008, le zone per il periodo 2009-2011 risultano essere la seguenti:

- Zona Geografica. Zona rappresentativa di una porzione della rete nazionale. Le zone geografiche sono Nord (NORD), Centro Nord (CNOR), Centro Sud (CSUD), Sud (SUD), Sicilia (SICI), Sardegna (SARD).
- Zona Virtuale nazionale. Polo di produzione limitato. Include Monfalcone (MFTV), Rossano (ROSN), Brindisi (BRNN), Priolo (PRGP), Foggia (FOGN).
- Zona Virtuale estera. Punto di interconnessione con l'estero. Include Francia (FRAN), Svizzera (SVIZ), Austria (AUST), Slovenia (SLOV), Corsica (CORS), Corsica AC (COAC), Grecia (GREC).
- Zona di mercato. Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali, tale che i flussi di transito tra le zone stesse sono inferiori ai limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.. Tale aggregazione è definita su base oraria per effetto della risoluzione del MGP e del MA. In una stessa ora zone di mercato diverse possono avere prezzi zionali non diversi.

Newsletter del GME

Pubblicazione mensile in formato elettronico

Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07

Direttore Responsabile: Alessandro Talarico

Proprietario ed Editore: Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Gruppo Adnkronos

Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente (IEFE) - Università Bocconi

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore del Mercato Elettrico S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte “Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.”.

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercato Elettrico, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.